NORTHERN PIPELINE AGENCY

ANNUAL REPORT 1984-1985

Canada

Northern Pipeline Agency
Canada

Administration du pipe-line du Nord
Canada

ANNUAL REPORT

1984-1985

© Minister of Supply and Services Canada 1986

Cat. No. C88-1/1985

ISBN 0-662-54183-9

Ottawa, Ontario,
December 31, 1985.

Dear Sir:

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1985, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as provided for under Section 13 of the *Northern Pipeline Act*.

Yours sincerely,

Mitchell Sharp

Mitchell Sharp,
Commissioner,
Northern Pipeline Agency.

The Hon. Donald Mazankowski, P.C., M.P.,
Minister of Transport and Minister responsible for the
Northern Pipeline Agency,
House of Commons,
Ottawa, Ontario.

Table of Contents

	Page
Overview of the Alaska Highway Gas Pipeline Project	**1**
Canadian and United States Regulatory Activities	3
The Northern Pipeline Agency	3
Office of the Federal Inspector	4
Finance, Personnel and Official Languages	**5**
Finance and Personnel	5
Official Languages Plan	5
Appendices	
A Report of the Auditor General of Canada	7
B The Role of the Northern Pipeline Agency	11
C Project Description	13
First-Stage Plan for Construction of the Southern Sections	14

ALASKA HIGHWAY
NATURAL GAS PIPELINE PROJECT

See Project Description for imperial measurements

Overview of the Alaska Highway Gas Pipeline Project

Plans for second-stage construction of the northern segments of the Alaska Highway Gas Pipeline Project in Canada and the United States essentially were put on hold during the fiscal year 1984-85 as a result of the continuing dislocation of U.S. gas markets.

Despite the substantial recovery of the U.S. economy, total gas consumption remained well below the peak reached in the 1970s and there was a significant surplus of domestic gas supplies. The downward pressure on prices resulting from this imbalance in demand and supply was reinforced by legislative and regulatory moves aimed at making the entire natural gas industry from producers to distributors more responsive to the forces in the marketplace.

These developments included new guidelines issued by the U.S. Secretary of Energy in February, 1984, requiring that volumes and prices of gas imports be governed by competitive conditions, and the provisions of the 1978 U.S. Natural Gas Policy Act abolishing all remaining price controls except those on so-called 'old gas' (gas discovered before 1978) as of January, 1985. In addition, the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) in December, 1984, launched an extensive series of public hearings as a forerunner to proposals it intended to put forward as a further means of stimulating open competition throughout the gas industry. (In late May, 1985, the FERC issued a Notice of Proposed Rulemaking that involved a long and complex set of proposed new regulatory provisions aimed at achieving its objectives with respect to competition; in October, 1985, the Commission issued an extensive new set of regulations designed to implement the bulk of its proposals.)

As a consequence of the unsettled conditions prevailing in the gas market in the lower 48 states, plans for proceeding with second-stage development of the Alaska Highway Pipeline in order to make additional gas available from the substantial U.S. reserves at Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska continued to be held in abeyance. At the same time, however, the principal sponsors of the project in both the United States and Canada remained confident that changing market conditions would make possible the successful conclusion of the undertaking in the foreseeable future.

In a press release issued in December, 1984, The Williams Companies, which controls the U.S. pipeline that is playing the leading role in promoting the Alaskan segment of the system, reiterated its "strong support" for the project. "Planning is continuing and the essential technical work required before final project mobilization is being completed. Industry experts agree that production capacity from the lower 48 states' gas reserves has entered a period of serious decline . . . Williams believes that Alaskan gas will be needed in the lower 48 states by the 1990s . . ." The continuing support for the project by the Canadian sponsor, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., was reflected in its application for membership in the consortium created to carry out the planning and construction of the undertaking in Alaska.

The annual report for FY 1983-84 noted that the deterioration in the U.S. gas market had not only caused a setback to planning for second-stage construction of the pipeline, but had also adversely affected the pre-built Eastern and Western Legs that had been undertaken as part of the first stage of the project for the initial purpose of exporting surplus Canadian gas to markets in the mid-west and western U.S. states. As in the case of many other pipeline systems, exports of natural gas had fallen substantially below authorized volumes as a result of falling demand and increased competition from U.S. suppliers – particularly with the development of a growing spot market for gas south of the border. Following a series of reductions in the uniform export price of gas by the Canadian government in response to these changing

competitive conditions, the government in July, 1984, announced a new policy under which buyers and sellers had the option of negotiating individual pricing arrangements, effective as of the beginning of November, subject to the consideration of the National Energy Board and, ultimately, to government approval. (While initially it was stipulated that negotiated export prices could not be less that the domestic price for gas delivered at the Toronto city gate, the Canadian government adopted a revised policy in October, 1985, under which it was required only that the export price should not be less than the Canadian domestic price for gas at the nearest export point.)

As a result of the progressive changes in pricing policy to increase the competitiveness of Canadian supplies, exports of gas through the Western Leg rose from 41 per cent of contract in the November to October gas year of 1983-84 to an estimated 100 per cent for 1984-85, while on the Eastern Leg exports rose during the same period from 36 to 46 per cent of contracted volumes.

Canadian and United States Regulatory Activities

During the course of the fiscal year, the regulatory agencies on both sides of the border mainly responsible for overseeing the planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline Project in their respective countries – the Northern Pipeline Agency in Canada and the Office of the Federal Inspector in the United States – continued to scale down their staffs and the extent of their operations. This development primarily reflected the fact that plans for second-stage construction of the northern portion of the project had basically been put on hold by the U.S. and Canadian sponsors. Following is an outline of some of the major developments involving the two agencies during the year.

The Northern Pipeline Agency

Continuing the move to phase down the Northern Pipeline Agency to stand-by status, the main administrative office at Calgary formally ceased to operate as of March 31, 1985 – the end of the fiscal year covered by this report. This followed the earlier closing down in March 31, 1984, of the Agency's Vancouver office and of the subsequent closing in July of the office in Whitehorse as a consequence of the decision by the Canadian sponsor to close down its own office in the Yukon capital.

(The Agency's administrative headquarters in Calgary effectively ceased operations only in late June, 1985. During the intervening period following its official closing on March 31, a small number of remaining staff members were engaged in completing the financial and other records for the FY 1984-85 required for consideration by the Auditor General and for other purposes. In addition, preparations were made to transfer outstanding files relating to the pre-built Eastern and Western Legs of the pipeline to the National Energy Board, which assumed further responsibility for overseeing their operations in keeping with the provisions of the Northern Pipeline Act of 1978. All files relating to the second-stage of the project in Canada were transferred to the head office of the NPA in Ottawa.)

While a number of Agency personnel had earlier been seconded to several other government departments and agencies on a temporary basis in order to ensure their availability if second-stage construction of the project should proceed early in the second half of the 1980s as once anticipated, by the end of the fiscal year most of these arrangements had been terminated and the remaining staff engaged in NPA operations reduced to around half a dozen. (By the fall of the following fiscal year, the remaining staff of the Agency, which was based entirely in Ottawa, was reduced to three; of that number, the Commissioner and the Comptroller served on a part-time basis.) In October, 1984, Harold Millican, who had served since the creation of the Agency in the spring of 1978 as the Administrator in charge of the direction of the Calgary office, resigned his position. William Scotland, an Associate Vice-Chairman of the National Energy Board who had also served both as a Deputy Administrator and as the Agency's Designated Officer – a position established under the NPA's implementing legislation – stepped down from these latter offices at the end of the 1984-85 fiscal year and returned to the Board on a full-time basis. During the present hiatus, it is anticipated that the position of Designated Officer would be filled only on a temporary basis if it should become necessary to exercise the powers conferred on the holder of that position. Barry Yates, also a Deputy Administrator with the NPA based in Calgary, remained on secondment to another federal agency beyond the end of the fiscal year covered by this report.

With the unanimous agreement of its members, the Federal-Provincial-Territorial Consultative Council provided for under the terms of the Northern Pipeline Act undertook to meet only when requested to do so by any Council representative. Membership in the Yukon and Northern British Columbia Advisory Councils was allowed to lapse for the time being in view of the dormant state of the second-stage of the project.

Office of the Federal Inspector

The Office of the Federal Inspector (OFI) maintained a significant level of activity during the course of the fiscal year in processing submissions by the Alaskan consortium of pipeline companies and gas owners aimed at completing most of the design criteria governing construction of the proposed gas conditioning plant and the pipeline in Alaska. These submissions completed a two-year effort to cover some 30 different aspects required as part of the Pipeline Design Criteria Manual. Of particular importance was the completion and approval of the design criteria developed to deal with one of the most critical technical problems confronting the project – the risk of pressures that could cause the rupture of the pipeline as a result of frost heave in areas of moisture-laden permafrost. Previously the OFI had approved design criteria involving telecommunications, compressors and metering stations, the operations control centre and some 70 per cent of the gas conditioning plant to be built at Prudhoe Bay.

By the end of the 1984-85 fiscal year, the Office of the Federal Inspector had a full-time staff of some 10 people. The Federal Inspector, John T. Rhett, indicated his intention of further reducing significantly the remaining staff of the agency during the course of the following year. (Subsequently, a proposal submitted by Mr. Rhett for the transfer of the OFI to the Department of Energy for administrative purposes and the continued exercise of the responsibilities of the Federal Inspector on a part-time basis by the incumbent was approved by the Administration.)

During the course of the year, three U.S. pipeline companies withdrew from the Alaskan Northwest Consortium sponsoring the project in Alaska. The remaining membership numbered eight – five pipeline companies and three owners of the gas at Prudhoe Bay. As noted earlier, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., sponsor of the project in Canada, applied for membership in the Alaskan Consortium – an application that was still under consideration by year's end.

Finance, Personnel and Official Languages

Finance and Personnel

Section 12 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 13 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament, together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1985, is reproduced as Appendix A.

Estimates for 1984-85 provided $3.8 million and 30 person-years for the operation of the Agency. The full amount of funds and person-years were utilized in carrying out the services of the Northern Pipeline Agency. Included in expenditures were employment termination costs of $620,000 incurred as a result of the further reduction in staff that was undertaken because of the continuing reduction in the activities of the Agency due to the completion of construction of the first stage of the Alaska Highway Gas Pipeline Project and continuing delays in the scheduled commencement of the second stage of the northern segments.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under subsection 46.1(2) of the *National Energy Board Act*. During the year, recoveries totalling $3.4 million were made. Of this total, $2.3 million was recovered from Foothills in keeping with the provisions of the *Northern Pipeline Act*, which represented the unrecovered balance from the previous fiscal year and part of the 1984-85 expenditures by the Agency. The additional recovery of $1.1 million comprises mainly recoveries from various other departments and agencies of the federal government to which certain NPA employees had been seconded as part of the phasing down of Agency activities. All recoveries were credited to the Consolidated Revenue Fund.

Official Languages Plan

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the Official Languages Act.

These policies are contained in the Agency's Official Languages Plan and are being monitored each year. It is becoming progressively more difficult to comply with the Plan as the staff of the Agency is reduced to a stand-by status pending resumption of planning and construction of the pipeline. However, to the extent possible, the Plan has remained in effect.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Head Office of the Northern Pipeline Agency, Station 210, Centennial Towers, 200 Kent Street, Ottawa, Ontario, K1A 0E6.

Appendix A

AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

AUDITOR'S REPORT

The Honourable Don Mazankowski, P.C., M.P.,
Minister responsible for the Northern Pipeline Agency

I have examined the statement of expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1985. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, this statement presents fairly the expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1985 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement, applied on a basis consistent with that of the preceding year.

D.L. Meyers, F.C.A.
Deputy Auditor General
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada
September 16, 1985

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Statement of Expenditure and Receipts
for the year ended March 31, 1985

	1985	1984
Expenditure (Note 3)		
Salaries and employee benefits	$3,082,353	$4,119,417
Rentals	448,312	727,907
Professional and special services	136,971	231,508
Travel and communication	97,141	251,987
Materiel and supplies	8,653	29,696
Information	8,000	21,237
Other	5,148	24,471
Furniture and equipment	—	8,160
	3,786,578	5,414,383
Receipts		
Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (Note 4)	2,350,612	4,300,422
Secondment of Agency staff	918,360	1,354,690
Other recoveries	89,186	27,097
Easement fees	27,594	27,594
	3,385,752	5,709,803
Excess of expenditure out of (receipts deposited to) the Consolidated Revenue Fund over receipts deposited to (expenditure out of) the Consolidated Revenue Fund	$ 400,826	$ (295,420)

Approved by:

Commissioner

Chief Financial Officer

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Notes to Statement of Expenditure and Receipts
March 31, 1985

1. Authority and objective

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act (S.C. 1977-78, c. 20). The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

2. Accounting policies

Expenditure

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditure in the year in which the employee leaves the Agency. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes any costs incurred on behalf of the Agency by government departments, except for contributions to employee benefit plans which are based on budgeted salary costs. All expenditure is financed by parliamentary appropriations and government departments which provided services without charge.

Receipts

Receipts are recorded on a cash basis and are credited to the Consolidated Revenue Fund. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. is based on quarterly billings.

3. Expenditure

Expenditure for the year was provided for as follows:

	1985	1984
Parliamentary appropriations		
Economic Development		
Vote 5—Program expenditures	$3,488,000	$5,150,400
Statutory—Contributions to employee benefit plans	301,000	426,000
	3,789,000	5,576,400
Amount not required	2,422	162,017
	$3,786,578	$5,414,383

4. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	1985	1984
Costs recoverable for the year		
Expenditure for the year	$3,786,578	$5,414,383
Adjustment in respect of employee benefits	(154,000)	—
Secondment of Agency staff	(918,360)	(1,354,690)
Other recoveries	(89,186)	(27,097)
	2,625,032	4,032,596
Costs to be recovered in the following year	(462,241)	(187,821)
Prior year costs recovered in the current year	187,821	455,647
	$2,350,612	$4,300,422

The Agency's share of employee benefits paid to the government for the last two years has exceeded the actual employer's share. As a result, costs recoverable for the year ended March 31, 1985 have been adjusted accordingly. The 1984 figure for other recoveries has been restated to remove the $27,594 of easement fees which does not affect costs recoverable.

5. Employees' contingency and termination plans

Contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance of 13% of accumulated salary received. Based on employees on strength who may become entitled to this benefit in the future, unpaid costs as at March 31, 1985 are estimated at $304,000 (1984 – $228,000).

Termination plan

On July 15, 1982, Treasury Board approved a termination plan for employees who are separated due to the reduction of activities announced on May 1, 1982. The amount of termination allowance is based on years of service and includes an amount for relocation as necessary. For terminations scheduled after March 31, 1985 a total of $51,775 has been prepaid. Based on remaining projected terminations unpaid costs, including relocation costs, as at March 31, 1985 are estimated at $195,000 (1984 – $1,075,000).

6. Reduction of activities

On May 1, 1982, the United States sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. announced that the target date for completion had been set back and all parties were to scale down their activities.

The Agency has been able to reduce staff costs through secondments to other departments and by terminations and in June 1985 the Agency closed their Calgary office.

7. Comparative figures

For comparative purposes, some 1984 figures have been restated to conform with the 1985 presentation.

Appendix B

The Role of the Northern Pipeline Agency

The Northern Pipeline Agency was established with the proclamation of the *Northern Pipeline Act* on April 13, 1978, for the purpose of overseeing the planning and construction of the Canadian portion of the Alaska Highway Gas Pipeline to provide access to the substantial Arctic natural gas reserves of both Canada and the United States.

In addition to creating the Agency, the Act provides the legislative authority required to implement the bilateral agreement of September 20, 1977, between the two nations, which governs the joint undertaking of the 9 000-km (5,500-mi.) system. A brief description of this system can be found in Appendix C.

The Agency was created as the principal instrument for carrying out the objects of the legislation approved by Parliament. The Agency's mandate is twofold. It is required to regulate the project and to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the system in Canada by the Foothills Group of Companies. It is also required to ensure that the project is carried forward in a way that will yield the maximum economic, energy and industrial benefits for Canadians with the least possible social and environmental disruption. In particular, the Agency is directed by the Act to take account of the local and regional interests of residents, especially native residents, in areas affected by the undertaking.

In an unprecedented step, the House of Commons in April, 1978, agreed to the establishment of a Standing Committee on Northern Pipelines to maintain continuing surveillance over the implementation of the *Northern Pipeline Act* and the operations of the Northern Pipeline Agency. The Committee has conducted several meetings following its formation in June of that same year to hear testimony from senior officers of the Agency and of the Canadian and United States project companies, as well as others.

In June, 1978, the Senate also adopted a motion for the establishment of a Special Committee on the Northern Pipeline with authority to "inquire into all matters relating to the planning and construction of the pipeline for the transmission of natural gas from Alaska and Northern Canada...". The Senate Committee also has held a number of hearings related to the project since its formation.

The Northern Pipeline Agency was established to provide a "single window" for the conduct of virtually all dealings at the federal level with the Foothills Group of Companies, which was authorized under the Act to undertake the project in Canada. In keeping with the provisions of the legislation, many of the regulatory powers of other federal departments and agencies relating to the planning, construction and operation of the Canadian system have been transferred to the Northern Pipeline Agency. The principal exception involves responsibilities reserved exclusively to the National Energy Board or shared between the Board and the Agency. In addition, the Agency is responsible for facilitating the co-ordination of activities bearing on the project that involve other arms of the federal government, other levels of government in Canada, and U.S. departments and agencies.

The management and direction of the Agency come under the authority of a Minister designated for this purpose by the Governor in Council. A Commissioner appointed by Order in Council serves under the

Minister as his deputy in charge of the Agency. The Commissioner is based at the head office in Ottawa. The main operational office was located in Calgary and until it was closed during 1985 functioned under the direction of the Administrator appointed by Order in Council, who initially was also responsible for the day-to-day direction of regional offices located in Vancouver, British Columbia, and Whitehorse, Yukon Territory. As provided for under the Act, a member of the National Energy Board serves as its Designated Officer, and also as a Deputy Administrator of the Agency. The Designated Officer exercises the powers of the Board that were delegated by it on July 27, 1978. Following a further delegation of authority from the Board in September, 1981, the Designated Officer also exercises those powers contained in Parts I, II and III of the Gas Pipeline Regulations with respect to the Alaska Highway Gas Pipeline.

Ottawa—Head Office
The Hon. Mitchell Sharp, P.C., Commissioner,

Centennial Towers (Station 210)
200 Kent Street,
Ottawa, Ontario,
K1A 0E6

Appendix C

Project Description

The Alaska Highway Gas Pipeline Project is a large-diameter system that will initially transport natural gas from the North Slope of Alaska across Canada to the lower 48 states. It will also provide access through the Dempster Lateral to Canada's own reserves in the Mackenzie Delta-Beaufort Sea area of the Northwest Territories as and when they are required.

In 1980, Canadian and U.S. authorities approved the early construction of the Western and Eastern Legs that make up the southern portions of the system initially to permit the export of surplus Canadian gas to U.S. markets. A brief outline of this first-stage construction is given below.

Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. of Calgary, Alberta, is the parent company responsible for the Canadian portion of the project. It is owned equally by Nova, an Alberta Corporation, of Calgary, Alberta, (formerly known as the Alberta Gas Trunk Line Company Ltd.), and Westcoast Transmission Company Ltd., of Vancouver, British Columbia.

The mainline system in Canada has been or will be built in five segments by the following subsidiary companies:

Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.
Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.
Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

A sixth subsidiary, Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd., will build the Dempster Lateral if and when it is approved by the National Energy Board.

In the United States, the Alaskan segment will be built and operated by the Northwest Alaskan Pipeline Company on behalf of the Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. South of the 49th parallel, Northern Border Pipeline Company, a consortium made up of four U.S. transmission companies and one Canadian company, TransCanada PipeLines Ltd., has already constructed most of the planned Eastern Leg of the system. Two California companies – Pacific Gas Transmission Company and its parent corporation, Pacific Gas and Electric Company – have completed first-stage construction on the Western Leg in the United States.

The mainline project will comprise almost 7 720 km of pipe in the two countries. The diameter of the pipe will be of 1 422, 1 219, 1 067 and 914 mm. A total of approximately 3 270 km will be in Canada, 1 180 km in Alaska and 3 270 km in the United States south of the 49th parallel.[1] An additional 1 200 km of 860 mm pipe will be laid when and if the Dempster Lateral is approved.

[1] The total project will comprise almost 4,790 miles of 56-, 48-, 42- and 36-inch pipe. Approximately 2,030 miles will be in Canada, 730 miles in Alaska and 2,030 miles south of the 49th parallel. The Dempster Lateral would comprise approximately 746 miles of 34-inch pipe.

The mainline through Canada will consist of the following lengths and diameters.[2]

Yukon	375 km of 1 219 mm
	443 km of 1 422 mm
B.C. (North)	715 km of 1 422 mm
Alberta	634 km of 1 422 mm
	377 km of 1 067 mm
	301 km of 914 mm
Saskatchewan	258 km of 1 067 mm
B.C. (South)	171 km of 914 mm

The pipeline in Alaska will be approximately 1 180 km of 1 219 mm pipe. In the lower 48 states, the Eastern Leg will consist of almost 1 800 km of 1 067 mm pipe and the Western Leg will involve about 1 470 km of 1 067 mm line.[3]

The system is designed so that when fully powered it would be able to carry 68 million cubic metres per day (2.4 billion cubic feet per day) of Alaskan gas and, if the Dempster Lateral is approved, an additional 34 million cubic metres per day (1.2 billion cubic feet per day) of Canadian Mackenzie Delta-Beaufort Sea gas.

The capital costs for the entire system, excluding those for the Dempster Lateral from the Mackenzie Delta and the gas conditioning plant at Prudhoe Bay, Alaska, were originally estimated to be $10.7 billion (Cdn.). This estimate reflected a cost of $4.3 billion for the Canadian segments and $6.4 billion for the U.S. segments. These estimates were based on the assumption that the entire system would be completed and ready to go into operation by January, 1983, as provided for in the timetable envisaged in the Canada-United States Agreement.

In testimony prepared for the congressional committee hearings on the U.S. legislation waivers in October, 1981, John G. McMillian, Chairman of the Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co., indicated that approximately $38.7 billion to $47.6 billion (U.S.) would be required to construct the entire system in both countries, including the gas conditioning plant and the $2.4 to $2.7 billion estimated for first-stage construction. Estimates of the amounts needed for financing purposes were based on a range of inflation and interest rates in the United States from 7 per cent to 11 per cent and 10 per cent to 14 per cent, respectively, and on a revised-in-service date of late 1986.

A submission by Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. to the congressional committee hearings estimated that approximately $17.6 billion on an escalated basis would be required to finance the entire Canadian section, based on a late 1986 completion date. Foothills subsequently indicated in testimony before the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline in May, 1982, that the Canadian sections would cost approximately $19 billion (Cdn.) in as-spent dollars given a 1987 completion date.

The pipeline sponsors in Canada and the United States had yet to file revised cost estimate with their respective regulatory authorities by the end of the fiscal year under review to reflect the further extension of the completion date to late 1989.

The map found on page vi provides a description of the proposed pipeline route.

First-Stage Plan for Construction of the Southern Sections

The first-stage plan provided for construction in Canada and the United States of all or part of the proposed Western and Eastern Legs of the system from the point where they branch off from the main line 105 km (63 mi.) north of Calgary, Alberta.

The first-stage program involves the laying of some 2 992 km (1,858 mi.) of pipe in Canada and the United States, of which 850 km (526 mi.) are in Canada. Capital costs are estimated at approximately $1.4 billion (U.S.) for the American section and $928 million (Cdn.) for the Canadian. Costs for the Canadian sections include provision for actual funds used during construction, as well as certain other expenses associated with regulatory charges. The system will be capable of transporting some 32.11 million cubic metres (1.14 billion cubic feet) of Alberta gas a day to U.S. markets, rising to a possible peak flow between 1983 and 1986 of 38.03 million cubic metres (1.35 billion cubic feet).

Construction of the Western Leg in Canada, which began in August, 1980, involved the installation of seven loops over a distance of 215 km (132 mi.) of pipe, 914 mm (36 in.) in diameter. Work on this section was completed in the spring of 1981.

[2] Yukon 233 mi. of 48 in., 275 mi. of 56 in.; B.C. (North) 444 mi. of 56 in.; Alberta 334 mi. of 56 in., 234 mi. of 42 in., 187 mi. of 36 in.; Saskatchewan 160 mi. of 42 in.; B.C. (South) 106 mi. of 36 in.

[3] The pipeline in Alaska will be approximately 730 miles of 48-inch pipe. In the lower 48 states, the Eastern Leg will consist of almost 1,120 miles of 42-inch pipe and the Western Leg will involve about 911 miles of 42-inch line.

Construction of the U.S. Western Leg, which began in December, 1980, involved the installation of 258 km (160.5 mi.) of loops to the Pacific Gas Transmission pipeline from the Canadian border point at Kingsgate, B.C., to Stanfield, Oregon. From Stanfield, the Canadian gas is being transported to southern California through the addition of some 565 km (361 mi.) of loops to Northwest Pipelines and El Paso Natural Gas, which has been designated the Western Delivery System. For purposes of transmission of Alaskan gas on the Western Leg, the Pacific Gas Transmission and Pacific Gas and Electric systems will be further extended from Stanfield to Antioch, California, which is close to San Francisco. On October 1, 1981, gas began to flow through the Western Leg to U.S. markets.

The Eastern Leg, in Canada and the United States, is comprised of 1 956 km (1,215 mi.) of 1 067-mm (42-in.) pipe. Construction began in both countries in May, 1981, and was to be completed over a two-year construction period. Gas began to flow through the system on September 1, 1982.

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

RAPPORT ANNUEL
1984-1985

Administration du pipe-line du Nord
Canada

Northern Pipeline Agency
Canada

RAPPORT ANNUEL

1984-1985

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1986

N° de cat. C88-1/1985

ISBN 0-662-54183-9

Ottawa, Ontario,
le 31 décembre 1985

Monsieur le Ministre,

Je vous soumets ci-joint le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'année financière se terminant le 31 mars 1985, ainsi que le rapport du Vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période, pour que vous les présentiez au Parlement, conformément à l'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

Je vous prie d'agréer, monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de
l'Administration du
pipe-line du Nord,

Mitchell Sharp

Mitchell Sharp

L'hon. Donald Mazankowski, c.p., député,
Ministre des Transports et Ministre
responsable de l'Administration
du pipe-line du Nord,
Chambre des Communes,
Ottawa (Ontario)

Table des matières

Page

Vue d'ensemble des faits saillants relatifs au gazoduc de la route de l'Alaska **1**

Activités de réglementation canadiennes et américaines 3

L'Administration du pipe-line du Nord 3

Office of the Federal Inspector 4

Finance, personnel et langues officielles **5**

Finances et personnel 5

Plan des langues officielles 5

Appendices

A Rapport du Vérificateur général du Canada 7

B Rôle de l'Administration du pipe-line du Nord 13

C Description du projet 15

Première étape: construction des tronçons sud 16

PROJET DU PIPE-LINE DE GAZ NATUREL DE LA ROUTE DE L'ALASKA

Voir les mesures unités impériales dans la description du projet

Vue d'ensemble des Faits Saillants Relatifs au Gazoduc de la Route de l'Alaska

Les travaux de planification de la deuxième étape de construction des tronçons nord du gazoduc de la route de l'Alaska au Canada et aux États-Unis ont, à toutes fins pratiques, été mis en veilleuse au cours de l'année financière 1984-1985 devant l'effritement continu des marchés du gaz aux États-Unis.

Malgré la forte relance de l'économie américaine, la consommation totale de gaz est restée bien en-deçà du sommet atteint au cours des années 70, outre qu'on a enregistré un important excédent des approvisionnements intérieurs en gaz. Les pressions à la baisse sur les prix découlant de ce déséquilibre entre l'offre et de la demande ont été renforcées par des interventions législatives et régulatrices dont l'objet était de rendre l'industrie tout entière du gaz naturel, depuis le producteur jusqu'au distributeur, plus sensible aux forces en présence sur le marché.

Parmi ces interventions, mentionnons les nouvelles lignes directrices publiées en février 1984 par le secrétaire américain de l'Énergie portant que les volumes et prix des importations de gaz soient déterminés par le libre jeu de la concurrence, et les dispositions du U.S. Natural Gas Policy Act de 1978 abolissant le reste des mécanismes de contrôle des prix sauf ceux de l'«ancien gaz» (gaz découvert avant 1978) à compter de janvier 1985. De plus, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) lançait en décembre 1984 une importante série d'audiences publiques devant frayer la voie aux propositions qu'elle comptait mettre de l'avant comme autre moyen d'aviver la concurrence dans tous les secteurs de l'industrie du gaz. (La FERC a publié, à la fin de mai 1985, un Notice of Proposed Rulemaking dans laquelle elle proposait une série à la fois longue et complexe de nouvelles dispositions régulatrices destinées à l'accomplissement de ses objectifs vis-à-vis la concurrence; en octobre 1985, elle a publié toute une nouvelle série de règlements visant à donner suite à l'essentiel de ses propositions).

En raison de l'instabilité des conditions du marché du gaz dans les 48 états du sud, les plans d'exécution de la deuxième étape du projet de construction du gazoduc de la route de l'Alaska devant donner accès aux importantes réserves américaines de la baie Prudhoe sur le versant nord de l'Alaska sont restés en suspens. En même temps, toutefois, les principaux promoteurs du projet tant aux États-Unis qu'au Canada restaient confiants que l'évolution des conditions du marché allait permettre l'achèvement de l'ouvrage dans l'avenir prévisible.

Dans un communiqué publié en décembre 1984, la The Williams Companies, qui contrôle l'entreprise américaine de construction de pipe-lines assumant le rôle prépondérant dans la promotion du tronçon alaskain du réseau, a réitéré son «ferme appui» au projet. «La planification se poursuit et les travaux techniques préalables au démarrage définitif du projet sont en voie d'achèvement. Les spécialistes de l'industrie s'accordent à reconnaître que la capacité de production à même les réserves de gaz des 48 états du sud a beaucoup fléchi . . . Williams croit que les 48 états du sud auront besoin du gaz alaskain d'ici les années 90 . . .» Le promoteur canadien, Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., appuie toujours le projet, comme en fait foi sa demande d'adhésion au consortium créé pour mener à bonne fin les travaux de planification et de construction de l'ouvrage en Alaska.

Le rapport annuel visant l'AF 1983-1984 mentionne que la détérioration des conditions du marché du gaz aux États-Unis a non seulement retardé la planification des travaux d'exécution de la deuxième étape de la construction du gazoduc, mais a aussi touché les embranchements préliminaires est et ouest aménagés dans le cadre de la première étape du projet et dont la fonction initiale était d'acheminer les réserves excédentaires de gaz canadien vers les marchés des états américains du Midwest et de l'Ouest. Comme dans le cas de beaucoup d'autres gazoducs, les exportations

de gaz naturel sont tombées bien en-deçà des volumes autorisés à la suite de la diminution de la demande et de la concurrence accrue livrée par les fournisseurs américains, particulièrement avec l'expansion croissante du marché au comptant au sud de la frontière. Consécutivement à la série de réductions du prix uniforme à l'exportation du gaz qu'il avait imposée devant l'évolution de la situation sur le plan de la concurrence, le gouvernement canadien annonçait, en juillet 1984, l'adoption d'une nouvelle politique permettant à l'acheteur et au vendeur, à compter du début de novembre, de négocier entre eux une entente sur les prix, sous réserve de l'examen de l'Office national de l'énergie et de l'approbation consécutive du gouvernement. (La politique en question disposait au départ que le prix à l'exportation devait être au moins égal au prix intérieur du gaz livré aux portes de Toronto, mais le gouvernement a adopté, en octobre 1985, une nouvelle politique en vertu de laquelle le prix à l'exportation doit correspondre au moins au prix intérieur canadien du gaz exigé au point d'exportation le plus proche).

À la suite des changements apportés petit à petit à la politique de prix pour accroître la compétitivité des approvisionnements canadiens, les exportations de gaz livrées par les embranchements est et ouest sont passées de 36 à 46 % et de 41 à 100 % du débit prévu par les contrats, respectivement, durant l'année s'étendant de novembre 1983 à octobre 1984.

Activités de Réglementation Canadiennes et Américaines

Au cours de l'année financière, les organismes de réglementation chargés de surveiller les travaux de planification et de construction du gazoduc de la route de l'Alaska des deux côtés de la frontière, soit l'Administration du pipe-line du Nord au Canada et l'Office of the Federal Inspector aux États-Unis, ont continué à réduire leurs effectifs et leurs activités. Ce phénomène a tenu avant tout au fait que la planification de la deuxième étape de construction du tronçon nord du projet a, à toutes fins pratiques, été mise en veilleuse par les promoteurs américains et canadiens. Voici un aperçu de quelques-uns des principaux faits qui ont touché les deux organismes au cours de l'année.

L'Administration du pipe-line du Nord

Dans la foulée de la décision de mettre progressivement les employés de l'Administration du pipe-line du Nord en disponibilité, le principal bureau administratif situé à Calgary a cessé officiellement ses activités le 31 mars 1985, soit à la fin de l'année financière visée par le présent rapport. Déjà, l'Administration avait fermé le bureau de Vancouver le 31 mars 1984, puis celui de Whitehorse en juillet à la suite de la décision du promoteur canadien de fermer le sien dans la capitale du Yukon.

(À la vérité, le bureau administratif de l'Administration, situé à Calgary n'a cessé toute activité qu'à la fin de juin 1985. Les quelques employés qui restaient ont en effet mis la dernière main aux dossiers, entre autre financiers, visant l'AF 1984-1985 à soumettre à l'examen du Vérificateur général et requis à d'autres fins. De plus, on a pris des dispositions pour transférer les dossiers non réglés se rapportant aux embranchements préliminaires est et ouest du gazoduc à l'Office national de l'énergie qui a en outre été chargé de surveiller si leur exploitation ne contrevient pas aux dispositions de la Loi sur le pipe-line du Nord de 1978. Tous les dossiers afférents à la deuxième étape d'exécution du projet au Canada ont été remis à l'administration centrale de l'APN, située à Ottawa).

Quelques employés de l'Administration avaient été détachés pour un temps auprès de plusieurs autres ministères et organismes gouvernementaux pour qu'ils soient prêts à reprendre leur service sur demande en cas d'exécution de la deuxième étape du projet au début de la seconde moitié des années 80 comme prévu, mais au terme de l'année financière, il avait été mis fin à la plupart des arrangements pris à cette fin et l'effectif au service de l'APN ne regroupait plus qu'une demi-douzaine d'employés. (À l'automne de l'année financière suivante, l'effectif de l'APN ne comptait plus que trois employés, tous en poste à Ottawa; de ce nombre, le directeur général et le contrôleur n'étaient qu'à temps partiel). En octobre 1984, Harold Millican qui faisait fonction d'administrateur responsable de la direction du bureau de Calgary depuis la création de l'Administration au printemps de 1978, démissionnait de son poste. William Scotland, vice-président associé de l'Office national de l'Énergie, s'est démis de ses fonctions de directeur général adjoint et de fonctionnaire désigné de l'Administration (poste créé en vertu de la loi constituant l'APN) à la fin de l'année financière 1984-1985 pour retourner à l'Office à plein temps. Le poste de fonctionnaire désigné devrait être comblé temporairement s'il est besoin d'exercer les pouvoirs conférés au titulaire de ce poste. Barry Yates, autre directeur adjoint de l'APN qui était affecté au bureau de Calgary, était toujours détaché auprès d'un autre organisme fédéral à la fin de l'année financière visée par le présent rapport.

Avec l'accord unanime de ses membres, le Conseil consultatif fédéral-provincial-territorial prévu par la Loi sur le pipe-line du Nord a décidé de ne se réunir que lorsqu'un représentant au Conseil en fait la demande.

On a laissé expirer le mandat des membres des conseils consultatifs du Yukon et du nord de la Colombie-Britannique devant la mise en veilleuse de la deuxième étape du projet.

Office of the Federal Inspector

L'Office of the Federal Inspector (OFI) a été passablement pris au cours de l'année financière par le traitement des demandes du consortium alaskain formé d'entreprises de construction de pipe-lines et des propriétaires des réserves de gaz, destinées à étoffer la plupart des critères de conception régissant la construction de l'usine de conditionnement de gaz proposée et du gazoduc en Alaska. Ces demandes couronnaient deux ans d'efforts visant à couvrir une trentaine d'aspects différents prévus dans le manuel des critères de conception du gazoduc. À noter particulièrement à cet égard la mise au point et l'approbation des critères de conception arrêtés pour solutionner l'un des problèmes techniques les plus sérieux auxquels ont à faire face les responsables du projet, à savoir le risque que le soulèvement par le gel dans les zones de pergélisol humide ne se traduise par des tensions susceptibles d'entraîner un bris. L'OFI avait déjà approuvé les critères de conception visant les télécommunications, comptage, le centre de contrôle des opérations ainsi que 70 % des installations de l'usine du conditionnement du gaz à être construite à la baie Prudhoe.

À la fin de l'année financière 1984-1985, l'effectif de l'Office of the Federal Inspector regroupait une dizaine d'employés à plein temps. Le Federal Inspector, M. John T. Rhett, a fait part de son intention de pratiquer de nouvelles coupes sombres dans l'effectif de l'organisme au cours de la prochaine année. (L'Administration a approuvé depuis une proposition présentée par M. Rhett en vue de céder la responsabilité de l'OFI au département de l'Énergie pour des raisons administratives et de permettre au titulaire du poste de Federal Inspector de continuer à exercer ses fonctions à temps partiel).

Au cours de l'année, trois entreprises de construction de pipe-lines américaines se sont retirées du Alaskan Northwest Consortium parrainant le projet en Alaska lequel ne compte plus que huit membres, soit cinq sociétés de construction de pipe-lines et trois propriétaires des réserves de gaz de la baie Prudhoe. Comme il a été indiqué plus tôt, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., société promotrice du projet au Canada, a présenté une demande d'adhésion au Alaskan Consortium, demande qui était toujours à l'étude à la fin de l'année.

Finances, personnel et langues officielles

Finances et personnel

L'article 12 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que le Vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 13 de la Loi dispose que le rapport du Vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe A le rapport du Vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1985.

Le budget de fonctionnement de l'Administration s'élevait à 3,8 millions de dollars et le nombre d'années-personnes autorisées était de 30 années-personnes pour 1984-1985. La totalité des fonds et des années-personnes ont été utilisés au titre de la prestation des services de l'Administration du pipe-line du Nord. Les dépenses comprennent les indemnités de fin d'emploi totalisant 620 000 $ versées par suite de la réduction progressive des activités de l'Administration, entraînée par l'achèvement de la première étape du projet du gazoduc de la route de l'Alaska et du nouveau report de la deuxième étape de construction des tronçons nord.

L'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que la compagnie chargée de la construction du pipeline remboursera les frais supportés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu du paragraphe 46.1(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Pendant l'année, les sommes recouvrées ont totalisé 3,4 millions de dollars. De ce montant, 2,3 millions ont été remboursés par la Foothills conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, cette somme représentant le solde non recouvré de l'année financière précédente et une partie des dépenses de l'Administration en 1984-1985. La somme additionnelle de 1,1 million de dollars provient principalement des ministères et organismes fédéraux auprès desquels certains employés de l'APN ont été détachés par suite de la réduction progressive des activités de l'Administration. Les sommes recouvrées ont toutes été créditées au Fonds du revenu consolidé.

Plan des langues officielles

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la Partie II de la *Loi sur les relations de travail dans la Fonction publique* et n'est pas assujettie à la *Loi sur l'emploi dans la Fonction publique*, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la Loi sur les langues officielles.

Cette politique est énoncée dans le plan des langues officielles de l'Administration et son application fait l'objet d'une évaluation annuelle. Le plan en question est de plus en plus difficile à appliquer, les effectifs de l'Administration étant réduits à leur plus simple expression en attendant la reprise des travaux de planification et de construction du gazoduc, mais il vaut toujours.

Les personnes désireuses de faire des observations ou d'obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le numéro (613) 993-7466 ou écrire au bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Poste 210, Les Tours Centennial, 200, rue Kent, Ottawa (Ontario), K1A 0E6.

Annexe A

AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

L'honorable Don Mazankowski, C.P., député
Ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état des dépenses et des rentrées de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice terminé le 31 mars 1985. Ma vérification a été effectuée conformement aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

À mon avis, cet état financier présente fidèlement les dépenses et les rentrées de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1985 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier, appliquées de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Pour le vérificateur général du Canada

D.L. Meyers, F.C.A.
Sous-vérificateur général

Ottawa, Canada
le 16 septembre 1985

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

État des dépenses et des rentrées
pour l'exercice terminé le 31 mars 1985

	1985	1984
Dépenses (note 3)		
Traitements et prestations aux employés	$3,082,353	$4,119,417
Locations	448,312	727,907
Services professionnels et spéciaux	136,971	231,508
Transports et communications	97,141	251,987
Fournitures et approvisionnements	8,653	29,696
Information	8,000	21,237
Autres	5,148	24,471
Mobilier et matériel	—	8,160
	3,786,578	5,414,383
Rentrées		
Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (note 4)	2,350,612	4,300,422
Détachement d'employés de l'Administration	918,360	1,354,690
Autres recouvrements	89,186	27,097
Droits de servitude	27,594	27,594
	3,385,752	5,709,803
Excédent des dépenses (rentrées) au Fonds du revenu consolidé sur les rentrées (dépenses) à même le Fonds du revenu consolidé	$ 400,826	$ (295,420)

Approuvé par:

Le directeur général,

Mitchell Sharp

L'agent financier supérieur,

C. T. Gilhooly

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes à l'état des dépenses et des rentrées au 31 mars 1985

1. Instrument d'autorisation et objectif

L'Administration a été constituée en 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord (S.C. 1977-1978, chap. 20). L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel d'une manière conforme aux meilleurs intérêts du Canada, ainsi que le décrit la Loi.

2. Conventions comptables

Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux effectués, des biens reçus ou des services rendus avant le 1er avril, exception faite des coûts relatifs aux plans de prévoyance et de cessation pour les employés, ces coûts étant imputés aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel les employés quittent l'Administration. Les immobilisations acquises sont imputées aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel s'effectue l'achat. Les dépenses comprennent également tous les frais engagés pour le compte de l'Administration par les ministères du gouvernement, exception faite des contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés, lesquelles sont calculées d'après les coûts salariaux prévus au budget. Toutes les dépenses sont financées à l'aide des crédits parlementaires ainsi que par les ministères qui offrent gratuitement des services.

Rentrées

Les rentrées sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse et sont créditées aux Fonds du revenu consolidé. Le recouvrement des frais auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. se fait au moyen d'une facturation trimestrielle.

3. Dépenses

Les dépenses de l'exercice ont été financées de la manière suivante:

	1985	1984
Crédits parlementaires		
Développement économique		
Crédit 5—Dépenses du programme	$3,488,000	$5,150,400
Statutaire—Contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés	301,000	426,000
	3,789,000	5,576,400
Montant non requis	2,422	162,017
	$3,786,578	$5,414,383

4. Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	1985	1984
Frais recouvrables au titre de l'exercice		
Dépenses de l'exercice	$3,786,578	$5,414,383
Rajustement au titre des prestations aux employés	(154,000)	—
Détachement d'employés de l'Administration	(918,360)	(1,354,690)
Autres recouvrements	(89,186)	(27,097)
	2,625,032	4,032,596
Frais à recouvrer au cours du prochain exercice	(462,241)	(187,821)
Frais de l'exercice précédent recouvrés au cours du présent exercice	187,821	455,647
	$2,350,612	$4,300,422

La part des contributions de l'Administration aux régimes d'avantages sociaux des employés versées au gouvernement pour les deux exercices précédents représente un montant supérieur au montant réel que doit verser l'employeur. Les frais recouvrables au titre de l'exercice terminé le 31 mars 1985 ont donc été redressés de manière à tenir compte de ce fait. Le chiffre de l'exercice 1984 concernant les autres recouvrements a été redressé afin d'y retrancher des droits de servitude de $27,594 qui n'ont pas d'incidence sur les frais recouvrables.

5. Plans de prévoyance et de cessation pour les employés

Plan de prévoyance

Les employés des niveaux supérieurs et d'autres employés essentiels qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à ce qu'ils aient terminé leurs tâches, et qui sont au service de l'Administration pour une période de plus de deux ans, ont droit à une indemnité de 13% du total cumulé de leur traitement. D'après le nombre d'employés inscrits à l'effectif et pouvant avoir droit à cette indemnité, les frais impayés au 31 mars 1985 sont évalués à $304,000 (1984 — $228,000).

Plan de cessation

Le 15 juillet 1982, le Conseil du Trésor a approuvé un plan de cessation pour les employés qui ont cessé de travailler en raison de la réduction des activités depuis le 1er mai 1982. Le montant de l'indemnité de cessation est calculé en fonction du nombre d'années de service et comprend un montant pour la réinstallation de l'employé, le cas échéant. Pour les cessations prévues après le 31 mars 1985 un total de $51,775 était payé d'avance. D'après le reste du nombre de cessations prévues, les frais impayés, incluant les coûts de relocation, au 31 mars 1985 sont évalués à $195,000 (1984 — $1,075,000).

6. Réduction des activités

Le 1er mai 1982, le responsable américain du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée et que tous les intervenants devaient réduire leurs activités.

L'Administration a réussi à réduire les frais de personnel en détachant plusieurs employés auprès d'autres ministères et en ayant recours à des cessations d'emplois et en juin 1985 l'Administration a fermé leur bureau de Calgary.

7. Reclassification des chiffres de l'exercice précédent

Certains chiffres de 1984, présentés pour fins de comparaison, ont été reclassifiés afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice 1985.

Rôle de l'Administration du pipe-line du Nord

L'Administration a été créée le 13 avril 1978 en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* pour superviser les travaux de planification et de construction de la partie canadienne du gazoduc de la route de l'Alaska, qui donnera accès aux importantes réserves arctiques de gaz naturel du Canada et des États-Unis.

La Loi autorise en outre la mise en œuvre de l'accord bilatéral que les deux pays ont conclu le 20 septembre 1977 et qui régit le projet commun de construction d'un gazoduc d'une longueur de 9 000 km (5 500 mi). L'annexe C donne une brève description du réseau.

L'Administration est le principal instrument d'application de la Loi. Son mandat est double: d'abord, réglementer l'entreprise et faciliter la bonne marche des travaux de planification et de construction du réseau au Canada dont est chargé le groupe Foothills, et ensuite, maximiser les avantages économiques, énergétiques et industriels du pipe-line pour les Canadiens en réduisant au minimum les répercussions fâcheuses qu'il pourrait avoir sur le milieu social et l'environnement. Aux termes de la Loi, l'Administration doit tenir compte, dans les régions touchées par les travaux, des intérêts locaux et régionaux des habitants, et particulièrement des Autochtones.

En avril 1978, la Chambre des communes prenait une initiative sans précédent en acceptant la création du Comité permanent sur les pipe-lines du Nord pour surveiller l'application de la Loi et les activités de l'Administration. Depuis sa création en juin de la même année, le Comité s'est réuni à plusieurs reprises pour entendre des témoignages, dont ceux des représentants de l'Administration et des sociétés canadiennes et américaines responsables des travaux.

En juin 1978, le Sénat adoptait une motion portant sur la création du Comité spécial sur le pipe-line du Nord, chargé d'enquêter sur toute question relative à la planification et à la construction du pipe-line devant servir au transport du gaz naturel de l'Alaska et du nord du Canada. Le comité sénatorial a également tenu plusieurs audiences.

L'Administration du pipe-line du Nord a un rôle d'agence centralisatrice par laquelle le gouvernement fait presque toutes ses communications avec le groupe Foothills, légalement autorisé à réaliser le projet au Canada. La Loi délègue à l'Administration maints pouvoirs de réglementation d'autres ministères et organismes concernant la planification, la construction et l'exploitation de la partie canadienne du réseau, exception faite des fonctions dévolues strictement à l'Office national de l'énergie et de celles que les deux organismes exercent conjointement. Il appartient aussi à l'Administration de faciliter la coordination des travaux auxquels participent d'autres ministères et organismes fédéraux, d'autres paliers de gouvernement au Canada ainsi que des ministères et organismes américains.

L'Administration est gérée et dirigée par un ministre désigné à cette fin par le gouverneur en conseil. Le directeur général, nommé par décret, seconde le ministre au siège social de l'Administration situé à Ottawa. Jusqu'au moment de sa fermeture en 1985, le principal bureau administratif se trouvait à Calgary et était administré par un directeur nommé par décret, qui, au début, s'occupait aussi de la gestion quotidienne des bureaux régionaux de Vancouver (Colombie-Britannique) et Whitehorse (Yukon). Conformément à la Loi, un membre de l'Office national de

l'énergie exerce, à titre de fonctionnaire désigné et directeur adjoint de l'Administration, les pouvoirs de l'Office qui lui ont été délégués le 27 juillet 1978. Suite à une nouvelle délégation de pouvoirs de l'Office, le fonctionnaire désigné est autorisé depuis septembre 1981 à exercer les pouvoirs prévus aux parties I, II et III du Règlement sur les gazoducs à l'égard du gazoduc de la route de l'Alaska.

Ottawa—Siège social
L'hon. Mitchell Sharp, c.p., directeur général

Les Tours Centennial (poste 210)
200, rue Kent
Ottawa (Ontario)
K1A 0E6

Description du projet

Le gazoduc de la route de l'Alaska consiste en un réseau de canalisations à grand diamètre qui servira d'abord à acheminer jusqu'aux 48 États du sud le gaz naturel du versant nord de l'Alaska, puis, grâce à la canalisation latérale de Dempster, donnera accès en temps voulu aux réserves de gaz canadien du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, dans les Territoires du Nord-Ouest.

En 1980, les autorités canadiennes et américaines ont approuvé la construction préliminaire des embranchements est et ouest, qui forment la partie sud du réseau, afin que les surplus de gaz canadien puissent être exportés vers les marchés américains. Cette première étape des travaux est brièvement exposée plus loin.

La Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., de Calgary (Alberta), est la société promotrice de la partie canadienne du projet. Elle appartient, à parts égales, à la Nova, An Alberta Corporation, de Calgary, connue auparavant sous le nom de Alberta Gas Trunk Line Company Ltd., et à la Westcoast Transmission Company Ltd., de Vancouver (Colombie-Britannique).

Au Canada, le réseau principal comptera cinq tronçons construits par cinq filiales:

Foothills Pipe Lines (South Yukon) Ltd.
Foothills Pipe Lines (North B.C.) Ltd.
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.
Foothills Pipe Line (South B.C.) Ltd.
Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

Une sixième filiale, la Foothills Pipe Lines (North Yukon) Ltd., construira la canalisation latérale de Dempster si l'Office national de l'énergie approuve le projet.

Du côté américain, le tronçon de l'Alaska sera construit et exploité par la Northwest Alaskan Pipeline Company pour le compte de l'Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Company. Au sud du 49e parallèle, la Northern Border Pipeline Company, consortium de sociétés expéditrices américaines et filiale de la TransCanada PipeLines Ltd., a déjà construit la majeure partie de l'embranchement est. Par ailleurs, deux sociétés de la Californie, la Pacific Gas Transmission Company et sa société mère, la Pacific Gas and Electric Company, ont terminé la construction préliminaire de l'embranchement ouest aux États-Unis.

La canalisation principale, qui aura un diamètre variable (1 422, 1 219, 1 067 et 914 mm), s'étendra sur près de 7 720 km répartis à peu près comme suit: 3 270 au Canada, 1 180 en Alaska et 3 270 au sud du 49e parallèle[1]. Si le projet de la canalisation latérale de Dempster est approuvé, un tronçon de 1 200 km de longueur et de 860 mm de diamètre s'ajoutera au réseau.

[1] Le réseau aura une longueur totale de près de 4 790 mi et un diamètre de 56, 48, 42 ou 36 po. Il s'étendra sur 2 030 mi au Canada, 730 mi en Alaska et 2 030 mi au sud du 49e parallèle. Selon les plans actuels, la canalisation latérale de Dempster couvrira environ 746 mi de terrain et aura 34 po de diamètre.

Au Canada, la canalisation principale aura les dimensions suivantes[2]:

Yukon	375 km de longueur et 1 219 mm de diamètre
	443 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
Colombie-Britannique (nord)	715 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
Alberta	634 km de longueur et 1 422 mm de diamètre
	377 km de longueur et 1 067 mm de diamètre
	301 km de longueur et 914 mm de diamètre
Saskatchewan	258 km de longueur et 1 067 mm de diamètre
Colombie-Britannique (sud)	171 km de longueur et 914 mm de diamètre

En Alaska, le gazoduc aura environ 1 180 km de longueur et 1 219 mm de diamètre. Dans les 48 États du sud, l'embranchement est consistera en 1 800 km de tuyaux de 1 067 mm de diamètre. L'embranchement ouest aura 1 470 km de long et le même diamètre[3].

Le réseau est conçu de façon à pouvoir acheminer quotidiennement jusqu'à 68 millions de mètres cubes (2,4 milliards de pieds cubes) de gaz de l'Alaska et, si le projet de canalisation latérale de Dempster est approuvé, une quantité supplémentaire de 34 millions de mètres cubes (1,2 milliard de pieds cubes) de gaz canadien du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

Au début, les dépenses d'immobilisations de tout le réseau, exception faite de la canalisation latérale de Dempster et de l'usine de traitement du gaz de la baie Prudhoe en Alaska, avaient été évaluées à 10,7 milliards de dollars (CA), dont 4,3 milliards destinés aux tronçons canadiens, et 6,4 aux tronçons américains. Ces calculs partent du principe que le réseau tout entier sera achevé et en état de fonctionner en janvier 1983, au plus tard, comme le prévoit l'échéancier de l'Accord canado-américain.

Témoignant en octobre 1981 aux audiences du comité du Congrès chargé d'examiner les dispositions de renonciation proposées, John G. McMillian, président de l'Alaskan Northwest Natural Gas Transportation Co., déclarait que la construction du réseau tout entier dans les deux pays exigerait entre 38,7 et 47,6 milliards de dollars (US) comprenant l'usine de traitement du gaz et la somme de 2,4 à 2,7 milliards prévue pour les tronçons préliminaires. L'évaluation des capitaux nécessaires a été calculée sur la base d'un éventail de taux d'inflation et d'intérêt aux États-Unis allant de 7 à 11 pour cent et de 10 à 14 pour cent respectivement et d'une nouvelle date d'entrée en service reportée à la fin de 1986.

Aux mêmes audiences, la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. a évalué à 17,6 milliards de dollars (sous réserve de révision à la hausse) les capitaux nécessaires au financement de la partie canadienne du réseau, à supposer que les travaux soient terminés à la fin de 1986. En mai 1982, la société a déclaré devant le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord que la construction des tronçons canadiens coûterait environ 19 milliards de dollars (CA) si les travaux étaient achevés en 1987.

À la fin de l'année financière visée, les promoteurs du gazoduc au Canada et aux États-Unis devaient déposer auprès de leur organisme de réglementation respectif les devis révisés en fonction du report de la date d'achèvement à la fin de 1989.

Le tracé proposé du gazoduc est illustré à la page vi.

Première étape: Construction des tronçons sud

Le plan de la première étape prévoit la construction des embranchements est et ouest au Canada et aux États-Unis depuis leur point de jonction avec la

---

[2] Yukon: 233 mi de longueur et 48 po de diamètre; 275 mi de longueur et 56 po de diamètre
Colombie-Britannique (nord): 444 mi de longueur et 56 po de diamètre
Alberta: 334 mi de longueur et 56 po de diamètre; 234 mi de longueur et 42 po de diamètre; 187 mi de longueur et 36 po de diamètre
Saskatchewan: 160 mi de longueur et 42 po de diamètre
Colombie-Britannique (sud): 106 mi de longueur et 36 po de diamètre

[3] En Alaska, le gazoduc aura environ 730 mi de longueur et 48 po de diamètre. Dans les 48 États du sud, la longueur de l'embranchement est sera d'environ 1 120 mi et son diamètre, de 42 po. L'embranchement ouest aura environ 911 mi de long et le même diamètre.

canalisation principale, à 105 km (63 mi) au nord de Calgary (Alberta).

Cette étape consiste en l'installation de tubes de canalisation sur une distance de quelque 2 992 km (1 858 mi), dont 850 km (526 mi) au Canada. Les dépenses d'immobilisations sont évaluées à environ 1,4 milliard de dollars (US) pour les tronçons américains et 928 milliards de dollars (CA) pour les tronçons canadiens. Ce dernier montant inclut les frais occasionnés par l'affectation de fonds au cours des travaux ainsi que d'autres dépenses liées au processus de réglementation. Le réseau sera en mesure d'acheminer quotidiennement 32,11 millions de mètres cubes (1,14 milliard de pieds cubes) de gaz albertain vers les marchés américains; ce débit pourrait atteindre 38,03 millions de mètres cubes (1,35 milliard de pieds cubes) entre 1983 et 1986.

La construction de l'embranchement ouest au Canada, entreprise en août 1980, a nécessité sept doublements de canalisation de 914 mm (36 po) de diamètre sur une distance de 215 km (132 mi). Ces travaux ont été terminés au printemps de 1981.

L'embranchement ouest américain, amorcé en décembre 1980, comporte un doublement du gazoduc de la Pacific Gas Transmission, qui s'étend sur une distance de 258 km (160,5 mi), depuis Kingsgate (C.-B.), situé sur la frontière canadienne, jusqu'à Stanfield (Oregon). De là, le gaz canadien est acheminé vers le sud de la Californie grâce aux quelque 565 km (361 mi) de raccordements des gazoducs de la Northwest Pipelines et de la El Paso Natural Gas, qui forment le Western Delivery System. Les réseaux de la Pacific Gas Transmission et de la Pacific Gas and Electric seront prolongés de Stanfield à Antioch (Californie), près de San Francisco, pour permettre l'acheminement du gaz alaskain. Le 1er octobre 1981, l'embranchement ouest a servi pour la première fois à livrer du gaz vers les marchés américains.

L'embranchement est, au Canada et aux États-Unis, s'étend sur 1 956 km (1 215 mi) et aura un diamètre de 1 067 mm (42 po). Dans les deux pays, les premiers travaux remontent à mai 1981 et devaient s'échelonner sur deux ans. Le réseau est cependant entré en service le 1er septembre 1982.